

© І.О. Карпенко  
ТОВ «Петроплай»  
Рісерч і Консалтинг»

## Трансгресивні секвенції XIV мікрофауністичного горизонту в межах центральної частини північного заходу Дніпровсько-Донецького басейну в зв'язку з пошуком скупчень сланцевого газу

УДК 622.324:553.983

Запропоновано циклостратиграфічну схему XIV мікрофауністичного горизонту (МФГ) у межах центральної частини північного заходу ДДЗ, уточнено циклостратиграфічні межі продуктивних горизонтів та перекриваючих їх трансгресивних товщ. Випробовано та запропоновано алгоритм для просторової локалізації об'єктів промислового значення, високоперспективних на наявність скупчень сланцевого газу, на основі переінтерпретації каротажного матеріалу, застосування принципів секвентної стратиграфії та просторового моделювання розподілу органічного вуглецю. Створено модель та побудовано карти просторового розподілу органічного вуглецю в трансгресивних товщах ділянки досліджень. Виявлено зв'язок між розташуванням високоперспективних ділянок та зон поширення однотипних умов седиментогенезу в межах ділянки досліджень.

**Ключові слова:** секвентна стратиграфія, секвенції, трансгресивно-регресивні цикли, нижньовізейський під'ярус, кероген, органічний вуглець, нафтогазоматеринські породи, сланцевий газ.

Предложена циклостратиграфическая схема XIV микрофаунистического горизонта в пределах центральной части северо-запада ДДВ, уточнены циклостратиграфические границы продуктивных горизонтов и перекрывающих их трансгрессивных толщ. Испытан и предложен алгоритм для пространственной локализации объектов промышленного значения, высокоперспективных на наличие скоплений сланцевого газа, на основе переинтерпретации каротажного материала, применения принципов секвентной стратиграфии и пространственного моделирования распределения органического углерода. Создана модель и построены карты пространственного распределения органического углерода в трансгрессивных толщах участка исследований. Выявлена связь между расположением высокоперспективных участков и зон распространения одинаковых условий седиментогенеза в пределах участка исследований.

**Ключевые слова:** секвентная стратиграфия, секвенции, трансгрессивно-регрессивные циклы, нижневизейский подъярус, кероген, органический углерод, нафтогазоматеринские породы, сланцевый газ.

Sequence-stratigraphic scheme of XIV microfaunal horizon was proposed within the central part of the north-west of the DDb, cyclo-stratigraphic boundaries of productive horizons and overlying transgressive sequences were refined. Algorithm was tested and proposed for spatial localization of objects highly prospective for the presence of shale gas of industrial value based on reinterpretation of well-logging data, applying the principles of sequence stratigraphy and spatial distribution modeling of organic carbon content. The model was created, and the maps of the spatial distribution of organic carbon in the transgressive strata were created within the area of research. Relationship between the location of highly prospective areas and zones of the same conditions of sedimentogenesis was found within the area of research.

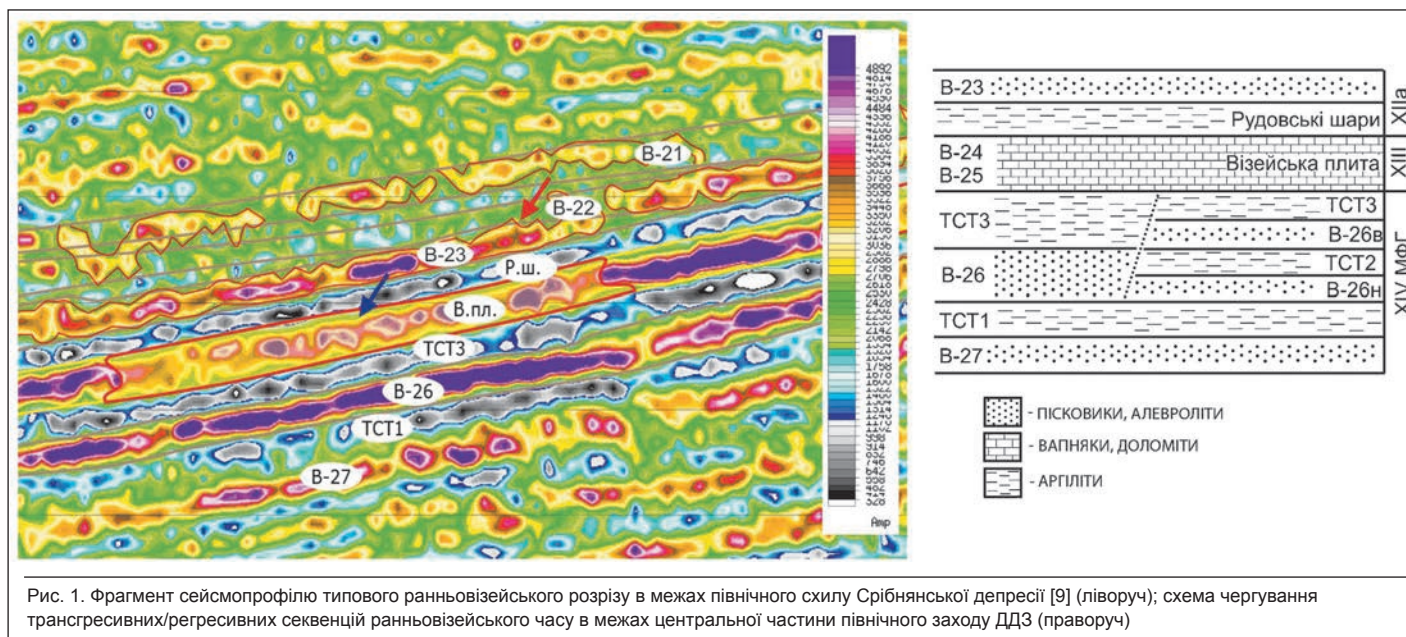
**Key words:** sequence stratigraphy, sequences, transgressive-regressive sequences, lower visean age, kerogen, total organic carbon, source rocks, shale gas.

Пошуки скупчень вуглеводнів неконвенційного сланцевого типу та розробка методів їх пошуку є актуальними та пріоритетними напрямками розвитку сьогоденної української нафтогазової індустрії.

Створенню седиментаційних моделей та вивченню циклів осадконакопичення для відстеження порід із підвищеними колекторськими властивостями в межах Дніпровсько-Донецького грабену було присвячено велику кількість

наукових звітів, дисертацій та публікацій вітчизняних науковців [1–9], але трансгресивним товщам, які перекривають продуктивні горизонти, не було приділено достатньої уваги, адже їх не розглядали як потенційно нафтогазоносні.

Згідно з запропонованою тектонічно-седиментаційною моделлю осадконакопичення І.В. Карпенка [8], візейські відклади ділянки досліджень утворені двома парами послідовних трансгресій та регресій. У свою чергу, пісківська



світа являє собою регресивну частину нижньовізейської трансгресії, в процесі якої відбувалися періодичні короточасні затоплення Дніпровсько-Донецького авлакогену, що спричиняло утворення трансгресивних секвенцій нижчого порядку, про які йде мова у цій статті, – трансгресивних систем трактів (ТСТ1, ТСТ2, ТСТ3 (рис. 1). Значна частина XIV МФГ представлена трьома циклами, регресивні частини яких відповідають продуктивним горизонтам B-27, B-26н та B-26в.

Декілька років тому опубліковано роботу, яку присвячено вивченню турнейсько-нижньовізейського комплексу північного схилу Срібнянської депресії [9]. У ній зроблено акценти на дослідження регресивних частин циклів осадконакопичення, які відповідають продуктивним горизонтам B-26в, B-26н, B-27, та виявлення неантиклінальних пасток. На ілюстраціях (сеймопрофілях) вищезгаданої публікації простежуються «низькошвидкісні» трансгресивні товщі (див. рис. 1).

Результатом виконаного дослідження та подальших робіт у цьому напрямку є апробація та удосконалення алгоритму просторової локалізації об'єктів, перспективних на наявність промислових скупчень газу неконвенційного сланцевого типу. Не менш важливим завданням, що розв'язується, є вивчення трансгресивних секвенцій у межах об'єкта досліджень та виділення ділянок підвищеної перспективності.

## Методи

Секвентна стратиграфія (СС) – це геологічна дисципліна, що займається виділенням і простежуванням секвенцій у просторі та часі, вивченням закономірностей їх складу, будови та історії накопичення, а також хроностратиграфічною кореляцією на цій основі. Основоположним принципом СС є нерозривний зв'язок процесу осадконакопичення з коливаннями відносного положення рівня моря. Секвенції – це регіональні стратиграфічні одиниці, які охоплюють увесь

басейн седиментації або його частину. У вітчизняній науці прийнято використовувати терміни **формація, горизонт, осадковий комплекс** залежно від масштабу циклу осадконакопичення [10].

Для виконання поставлених завдань було прийнято й застосовано принципи, висвітлені у публікаціях [3, 7, 8, 10–13], присвячених секвентній стратиграфії, та [7, 14, 15] – циклам формування нафтогазоматеринських формацій та нафтогазоносних сланцевих формацій. Переінтерпретація геолого-геофізичних даних із позицій секвентної стратиграфії дала можливість переглянути історію осадконакопичення XIV мікрофауністичного горизонту (МФГ).

Методи математичного аналізу каротажних даних під час вивчення нафтогазоматеринських та нафтогазоносних сланцевих товщ представлено в роботах відомих науковців: Б. Майера і М. Недерхофа (1984), Дж. Мендельсона (1985), В. Фертла і Дж. Чилінджера (1988), К. Пассі (1990, 2010, 2012). У ході нашого дослідження було використано метод визначення вмісту органічного вуглецю (ВОВ) за допомогою математичної обробки каротажних даних.

В алгоритмі нового методу для розрахунку ВОВ задіяно дані неелектричних методів дослідження свердловин. Цей вибір виправданий, адже для розрахунків ми не використовуємо даних питомого електричного опору як вхідного параметра. Вищезазначені трансгресивні секвенції ТСТ1–ТСТ3 характеризується вагомим вмістом карбонатних, залізо-карбонатних і кальцій-магнезійних мінералів, які спричиняють позитивні чи негативні аномалії на кривих опору, що призводить до некоректного розрахунку ВОВ під час використання методик, запропонованих вище.

## Об'єкт дослідження

XIV МФГ включає в себе I та II підплитові літгеофізичні товщі, які входять до складу нижньовізейсько-турнейського нафтогазоносного комплексу ДДЗ [6]. 59 родовищ вугле-



воднів (ВВ), тобто 19,4 % від загальної кількості родовищ ВВ, сконцентровано в цих відкладах. Перша товща включає 21 продуктивний поклад, друга – 131, тобто 7 покладів у горизонті В-24°, 65 покладів – у В-24, 26 покладів – у В-25, 71 покладів – у В-26 [6].

Вищезазначені факти, високий ступінь вивченості та достатня щільність глибоких свердловин, якими розкрито розріз відкладів нижнього візе, наштовхнули нас на вибір XIV МФГ у межах центральної та південно-прибортної частини південного заходу ДДЗ (Лесяківська, Озерянська, Гнідинцівська, Хортицька, Білоусівська, Мехедівська, Свиридівська, Селюхівська, Яблунівська, Окопівська, Луценківська, Колайдинцівська, Логовиківська, Пирятинська, Богданівська та інші площі).

Згідно з прийнятими принципами СС та обраною технікою визначення нафтогазоносного потенціалу сланцевих формацій було проінтерпретовано близько 400 каротажних кривих разом із результатами петрофізичних і геохімічних лабораторних аналізів керн та пластових флюїдів, з описами кернового матеріалу з більш ніж 45 свердловин, якими розкриті розрізи XIV МФГ у межах ділянки досліджень.

Коефіцієнти газонасиченості і пористості порід-колекторів неконвенційного сланцевого типу статистично корелюються із вмістом органічної речовини (ОР), у якій утворилися поровий простір та вуглеводневі сполуки в процесі катагенетичного метаморфізму. Термін прийнятий для визначення цієї органічної речовини – кероген, а споріднений петрофізичний параметр – вміст органічного вуглецю (ВОВ).

Після розрахунку ВОВ у розрізі обраних свердловин побудовано кореляційні профілі та уточнено стратиграфічні межі регресивно-трансгресивних циклів у розрізі XIV МФГ (рис. 1). Згідно з геохімічними дослідженнями породи здебільшого утворені глинистими мінералами (каолінит, хлорит, гідроліти) та дрібнодисперсним кварцовим матеріалом. Другорядну роль відіграють карбонатні мінерали, сидерит, пірит та гумусово-сапропелева ОР теригенно-морського походження, що обумовлює їх підвищену радіоактивність у межах 15–30 мкР/год. У процесі досліджень було зроблено важливе спостереження, що радіоактивність трансгресивних відкладів понад 14–15 мкР/год викликана виключно вмістом керогену. Деякі автори помилково висувають твердження про підвищену радіоактивність трансгресивних відкладів XIV та XIII МФГ у зв'язку з вмістом ефузивних компонентів.

### ТСТ1 і ТСТ2

У межах ділянки, яка охоплює Селюхівську, Окопівську, Яблунівську та Прирічну площі, було виділено ТСТ1–ТСТ2 (рис. 2). Ці товщі відповідають екрануючим частинам пачок продуктивних горизонтів В-26н та В-27.

Збільшення співвідношення вмісту глинистої компоненти до частки уламкового матеріалу вгору за розрізом кожної зі секвенцій, що входять до складу ТСТ1 і ТСТ2, говорить про наступальний характер зміщення лінії моря в бік суходолу і збільшення глибини палеобасейну, що сприяло відкладенню і збереженню ОР (наведено тонкими чорними лініями на рис. 2).

У процесі аналізу матеріалів ГДС було зроблено важливе спостереження, що природна радіоактивність трансгресивних товщ понад 14–15 мкР/год в абсолютній більшості випадків викликана вмістом керогену.

Трансгресивні системи трактів ТСТ1 і ТСТ2 літологічно дуже подібні і представлені чергуванням домінуючих аргілітів і другорядних пісковиків та алевролітів. Аргіліти – темно-сірі до чорних, часто алевритисті чи вапнисті, з піритом, сидеритом та незначним вмістом слюди, з численним рослинним детритом та значним вмістом розсіяної ОР (1–10 %), іноді з прошарками вапняків темно-сірих глинистих. Кероген характеризується значеннями водневого індексу 160 мг/г ( $\text{мг}_{\text{водню}} / \text{г}_{\text{орг. орг. вуглецю}}$ ), а кисневого – 5 мг/г, що відповідає керогену третього типу. Він утворений із рослинних залишків теригенно-морського походження та схильний до генерації низькомолекулярних вуглеводневих сполук (ВВС). Аналогічне узагальнююче твердження можна зробити про походження всієї ОР у ТСТ1 і ТСТ2 у зв'язку з літологічною подібністю та однотипним седиментогенезом. Аналіз пластових вод у продуктивних горизонтах вказує на вміст вуглеводневих газів. Вміст метану варіюється у межах 82–98 %.

На Яблунівській площі виділено трансгресивні системи трактів ТСТ1 та ТСТ2, що відрізняються зменшенням товщин, генезисом та літологічною характеристикою від описаних раніше. Пачка ТСТ1 виконана чорними аргілітами з підвищеним вмістом ОР, щільними, вапнистими, з вертикальними тріщинами, виконаними кальцитом, та з тонкими прошарками темно-сірих тріщинуватих сидеритів. Пачка ТСТ2 у межах Яблунівської площі відповідає невеликій органогенній карбонатній споруді та виконана карбонатними породами [1].

Ділянка, що об'єднує Гильцівську, Білоусівську, Голотовщинську, Мехедівську та Свиридівську площі, вміщує товщі

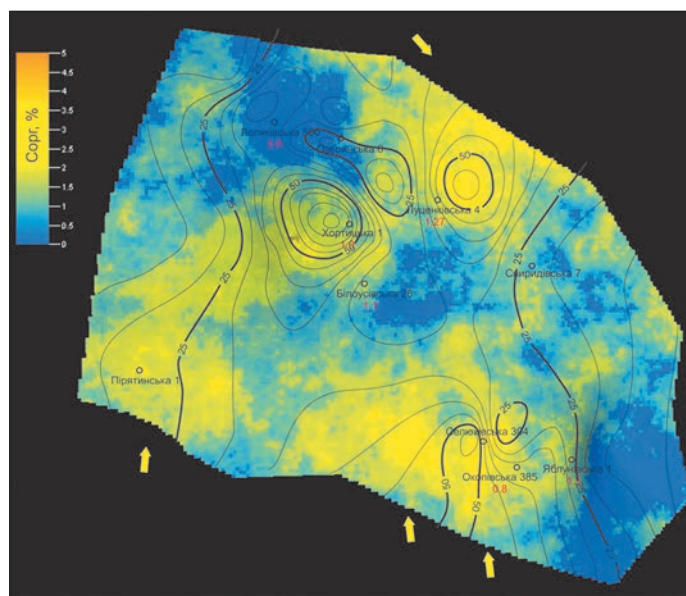


Рис. 2. Результати моделювання розподілу вмісту органічного вуглецю у відкладах ТСТ1; ізопахітами наведено товщини ТСТ1; червоними цифрами вказано значення відбивної здатності вітриніту ( $R_o$ , %); жовтими стрілками вказано напрямки зносу ОР у палеобасейн під час формування пісківської світи

ТСТ1 і ТСТ2, які характеризуються відмінною літолого-фаціальною характеристикою, що свідчить про відмінність умов седиментогенезу порівняно з вищеописаною ділянкою. Більш депресійні умови седиментації та віддаленість формування товщ від берегової лінії палеобасейну сприяли збереженню ОР, але надходження теригенного матеріалу з суходолу було мінливим та недостатньо інтенсивним для утворення секвенцій, збагачених ОР, достатньої товщини для їх розгляду з точки зору перспективності промислового значення.

Ділянка, що об'єднує територію від лінії Луценківська–Хортицька–Гнідинцівська–Богданівська до Озерянської та Лесяківської площ, характеризується однотипними умовами, за яких формувалися ТСТ1 і ТСТ2. Товща ТСТ1 утворена системою з семи–десяти високочастотних циклів. Вона представлена чергуванням малопотужних пачок чорних аргілітів і пісковиків та алевролітів. Пісковики дрібно- та середньозернисті, світло-сірі, кварцові з кородованими зернами, піритово-каолінітовим чи вуглисто-каолінітовим (до 25 %) чи карбонатним цементом. Пачки чорних аргілітів в абсолютній більшості випадків не перевищують товщини 5 м і характеризуються високим вмістом ОВ (3–7 %), подекуди в них зустрічаються включення піриту та прошарки вугілля.

Вказаний на рис. 3 розподіл значень відбивної здатності вітриніту дає змогу стверджувати, що ОР у межах ТСТ1–ТСТ3 входить у зону інтенсивної нафто- і газогенерації.

### ТСТ3

Підплитова товща ТСТ3 приурочена до нижньовізейської карбонатної плити. На Окопівській та Селюхівській площах ця парасеквенція представлена чорними, бітумінозними, карбонатно-глинистими породами з підвищеною концентрацією керогену, що формувалася в умовах внутрішнього шельфу. Кероген третього типу утворений

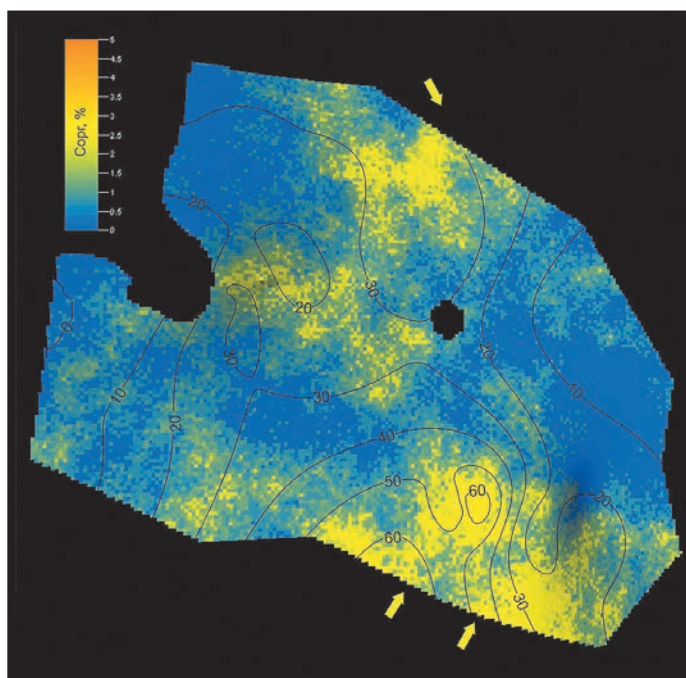


Рис. 3. Результати моделювання розподілу ОВ у відкладах трансресивної товщі ТСТ2, на якій спостерігається зростання вмісту Сор<sub>г</sub> зі збільшенням товщини відкладів, що наведено чорними ізопахітами

рослинними рештками, ВОВ не перевищує 4 %. Ця ж товща спостерігається на Озерянській та Лесяківській площах. Вона представлена перешаруванням мергелів та аргілітів із ВОВ, що не перевищує 5 %. Необхідно відмітити зменшення ВОВ у породах ТСТ3 із північного-сходу на південний-захід, що відповідає напрямку зменшення глибини палеобасейну. На Яблунівській площі відклади ТСТ3 виконані темно-сірими глинистими, міцними та щільними вапняками, з про-

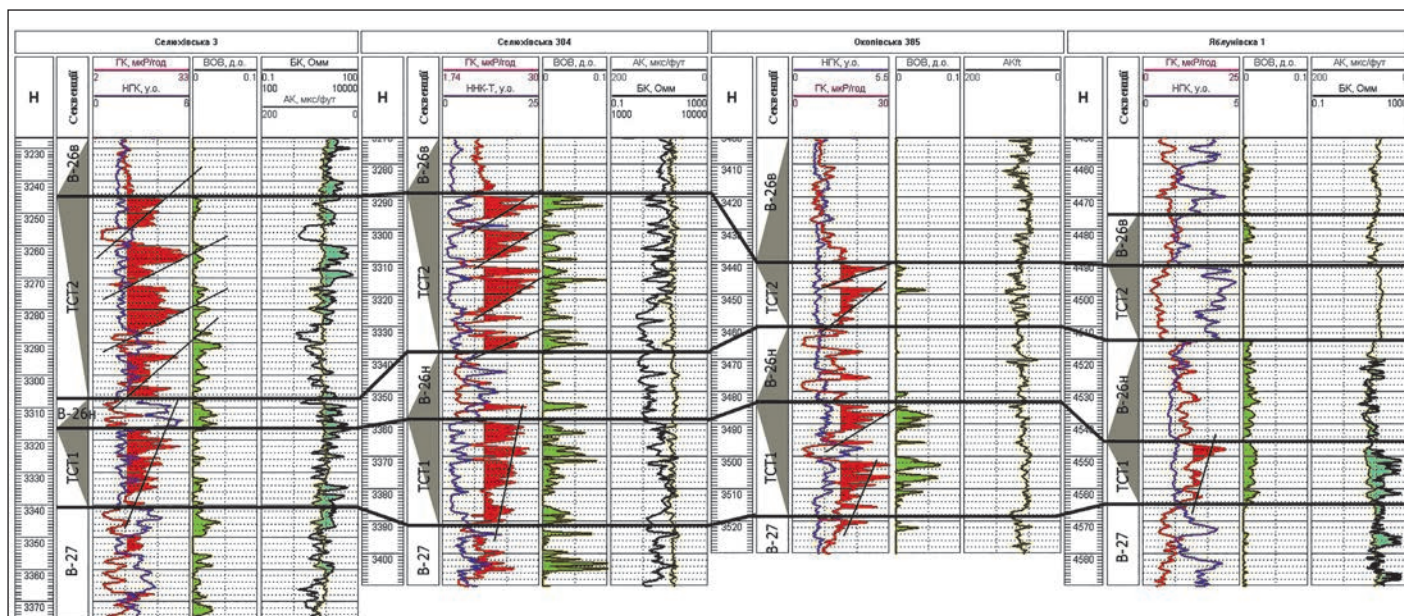


Рис. 4. Геологічний профіль по лінії св. 3-Селюхівська – 304-Селюхівська–385-Окопівська–1-Яблунівська



шарками аргілітів від темно-сірих до чорних із органічними рештками. Аналогічно також і на Прирічній площі: ця товща виконана органогенно-детритовими вапняками з високою концентрацією ОР; розрахункові значення останньої в деяких прошарках сягають 7–8 %. Із цього можемо зробити висновок, що на момент утворення трансгресивних секвенцій на інших площах Яблунівська і Прирічна площі знаходилися на палеопіднятті, що зумовило активний розвиток рифових масивів. ТСТ3 простежується практично на всіх площах, що входили в мілководно-шельфову фаціальну зону та зону внутрішнього шельфу; в абсолютній більшості випадків її товщина не перевищує 30 м. Подібне спостереження зустрічається в працях фахівців щодо утворення нижньої частини карбонатної плити, яка характеризується глинисто-карбонатно-кремневим складом та підвищенням ВОВ [1].

ДДЗ у ранньовізейський час представляла собою прибережно-аккумулятивну алювіально-болотно-озерну рівнину, на яку поступово наступало море [4]. Згідно з проведеним дослідженням та попередніми публікаціями [1, 6], відклади XIV МФГ у межах центральної та південно-прибортової частини північного заходу ДДЗ представлені переважно глинисто-карбонатними та глинисто-теригенними товщами, яким притаманне чергування мілководно-морських та прибережних типів порід. Надходження великої кількості органічного матеріалу наземного рослинного походження пояснюється наявністю гумідних торф'яних низовин у прибережній частині суходолу (у прибортових ділянках ДДЗ), які періодично затоплювалися, та розвинутої сітки палеорусел, що сприяли знесенню органіки в палеобасейн [4]. Було зроблено висновки про напрямок зносу ОР із суходолу, які позначені на картах-схемах жовтими стрілками (рис. 3 та 4).

## Висновки

Запропоновано секвенс-стратиграфічну схему XIV МФГ у межах центральної частини південного заходу ДДЗ (див. рис. 1) та уточнено стратиграфічні межі продуктивних горизонтів В-25, В-26в, В-26н і трансгресивних товщ ТСТ1, ТСТ2 та ТСТ3, що їх перекривають, у межах ділянки досліджень.

Випробувано та запропоновано алгоритм для локалізації зон, високоперспективних на наявність скупчень вуглеводнів сланцевого типу промислового значення.

За результатами співставлення карт розподілу ОВ із картами товщин трансгресивних товщ (рис. 2 та 3) було зроблено висновок про збільшення вмісту ОВ на ділянках інтенсивнішого прогинання та накопичення більшої кількості відкладів. Аналогічне спостереження опублікувала С.А. Мачуліна у роботі, присвяченій вивченню рудівських шарів (2004).

Вертикальна літофаціальна та ємнісно-фільтраційна гетерогенність об'єктів вивчення ТСТ1–ТСТ3 у межах ділянки досліджень виключає їх виділення як перспективних для використання технології гідророзриву пласта з подальшим видобування сланцевих ВВ. Проте було локалізовано ділянки (див. рис. 2 та 3), у межах яких доцільно провести наступний етап пошуку із застосуванням інтерпретації 2D/3D сейсмічних даних для виявлення локальних зон більш інтенсивного прогинання.

*Автор щиро вдячний Г.Л. Башкірову, С.Г. Вакарчуку, О.М. Карпенку, В.А. Михайлову та І.В. Карпенку за консультації, витрачений на перегляд роботи час та висловлену незалежну наукову думку.*

## Список використаних джерел

1. Вакарчук С.Г. Геологія, літологія і фації карбонатних відкладів візейського ярусу центральної частини Дніпровсько-Донецької западини в зв'язку з нафтогазоносністю / С.Г. Вакарчук. – Чернівці: ЦНТЕІ, 2003. – 163 с.
2. Лукин А.Е. Литогеохимические факторы нефтегазоаккумуляции в авлакогенных бассейнах / А.Е. Лукин. – К.: Наукова думка, 1997. – 223 с.
3. Мачулина С.А. Седиментационная цикличность и методика изучения девонско-нижнекаменноугольных нефтегазоносных отложений ДДВ: дис. канд. геол. наук: 04.00.01 / Мачулина Светлана Александровна. – К., НАН України, 1995. – 212 с.
4. Макогон В.В. Літологія і палеогеографія візейських відкладів центральної частини Дніпровсько-Донецької западини (у зв'язку з нафтогазоносністю): дис. на здобуття наук. ступеня кандидата геол. наук: 04.00.21. – К., НАН України, 2007. – 150 с.
5. Полетаев В.И. Расчленение и корреляция разнофациальных толщ нижнего и низов среднего карбона Днепровско-Донецкого авлакогена / В.И. Полетаев, Г.И. Вакарчук, Л.Т. Винниченко. – К.: ИГН НАН УССР, 1991. – 51 с.
6. Єгурнова М.Г. Нафтогазоперспективні об'єкти України. Нафтогазоносність та особливості літогеофізичної будови відкладів нижнього карбону ДДЗ. – К.: Наукова думка, 2005. – 196 с.
7. Эйзале Г. Циклическая и событийная седиментация (пер. с англ.) / Под. ред. Эйзале Г., Зейлахер А. – М.: Мир, 1985. – 504 с.
8. Карпенко І.В. Двоциклова модель будови візейських відкладів Дніпровсько-Донецької западини / І.В. Карпенко // 36. наук. праць УкрДГРІ. – К., 2002. – С. 92–100.
9. Редколіс В.А. Перспективи нафтогазоносності нижньовізейсько-турнейського продуктивного комплексу за даними сеймостратиграфічних досліджень в межах північного схилу Срібнянської депресії ДДЗ / В.А. Редколіс, О.П. Вергуненко // Мат. доп. наук.-прак. конф. «Нафтогазова геофізика – інноваційні технології», 25–29 квітня 2011 р., Івано-Франківськ. – С. 186–189.
10. Габдуллин Р.Р. Секвентная стратиграфия: учебное пособие / Р.Р. Габдуллин, Л.Ф. Копачев, А.В. Иванов. – М.: МАКС Пресс, 2008. – 113 с.
11. Catuneanu O. et al. Sequence stratigraphy: Methodology and Nomenclature. – Stuttgart, November, 2011.
12. Martins-Neto M.A. Rift Sequence Stratigraphy / Martins-Neto M.A., Cataneanu O. – Marine and Petroleum Stratigraphy. – 2009. – Pp. 1–7.
13. Siliciclastic sequence stratigraphy in Well Logs, Cores and Outcrops: Concepts for High-Resolution Correlation of Time and Facies [Електронний ресурс] / J.C. Van Wagoner, R.M. Mitchum, K.M. Campion, V.D. Rahmanian // AAPG Methods in Exploration Series. – 1990. – No. 7. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.aapg.org/publications/special-publications/cds/details/articleid/4071/methods-7-cd-siliciclastic-sequence-stratigraphy-in-well-logs-cores-and-outcrops-concepts-for-high-resolution-correlation-of-time-and-facies>. – Систем. вимоги: Pentium; 32 Mb RAM; Windows 95, 98, 2000, XP; MS Word 97–2000.
14. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir – Geological and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoirs / International Oil & Gas Conference and Exhibition, Beijing, China. – 2010. – June 8–10. – 30 p.
15. Slatt R. M. Comparative sequence stratigraphy and organic geochemistry of gas shales: Commonality or coincidence? [Електронний ресурс] / R.M. Slatt, R.D. Norelis // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2011. – Режим доступу до ресурсу: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1875510012000091>. – Систем. вимоги: Pentium; 32 Mb RAM; Windows 95, 98, 2000, XP; MS Word 97–2000.